

文章编号: 0253-2697(2015)01-0101-05 DOI:10.7623/syxb201501012

## 固相沉积模型在高凝油藏注水开发中的应用

姜彬<sup>1</sup> 邱凌<sup>1</sup> 刘向东<sup>2</sup> 杜定宇<sup>2</sup> 李雪<sup>1</sup> 李珂<sup>1</sup> 陈翰<sup>1</sup>

(1. 中海油研究总院 北京 100027; 2. 中海石油乌干达有限公司 北京 100007)

**摘要:**传统的油-水两相热采模型在进行高凝油注水开发的数值模拟过程中,仅能考虑黏度和相对渗透率曲线随温度变化的影响,而无法表征蜡的固相沉积作用对储层物性的伤害,这种物性变化也是应用不同温度下相对渗透率曲线的前提。为弥补两相热采模型中的这一缺陷,提出了利用固相沉积模型模拟高凝油藏开发,建立了油-水-固三相的热采数值模拟方法,通过与两相热采模型的模拟结果对比,表明蜡沉积对储层渗透率的伤害是高凝油田早期注水开发中最大的影响因素。同时结合热采模型获得了不同注水温度下蜡沉积半径及伤害程度等的定量认识,对更好地研究和预测高凝油田注水开发动态具有重要的指导意义。

**关键词:**高凝油;数值模拟;蜡沉积;固相沉积;热力采油

**中图分类号:**TE357.4

**文献标识码:**A

## Application of solid deposition model to water flooding simulation in high pour point oil reservoir

Jiang Bin<sup>1</sup> Qiu Ling<sup>1</sup> Liu Xiangdong<sup>2</sup> Du Dingyu<sup>2</sup> Li Xue<sup>1</sup> Li Ke<sup>1</sup> Chen Han<sup>1</sup>

(1. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China; 2. CNOOC Uganda Company Limited, Beijing 100007, China)

**Abstract:** Conventional water-oil two-phase thermal recovery modeling for numerical simulation of waterflooding in high pour point oil reservoir only considers the effects of changes in viscosity and relative permeability curves with varying temperatures. This approach is unable to characterize the damage of wax solid deposition to formation permeability, although such permeability changes form the premise for application of relative permeability curves at different temperatures. To address this issue, solid deposition modeling is used to simulate the development of high pour point oil reservoir, and a novel numerical simulation method of oil-water-solid three-phase thermal recovery modeling is developed. A comparison analysis of thermal modeling data between the three- and two-phase methods shows that damage to formation permeability by wax deposition is the most significant factor influencing early waterflooding in high pour point oil field. Additionally, quantitative information including the radius of wax deposition and the extent of permeability damage at different injection temperatures are obtained through thermal recovery modeling. The results have great implications for better studying and predicting the dynamic characteristics of waterflooding in high pour point oil field.

**Key words:** high pour point oil; numerical simulation; wax deposition; solids deposition; thermal recovery

**引用:**姜彬,邱凌,刘向东,杜定宇,李雪,李珂,陈翰. 固相沉积模型在高凝油藏注水开发中的应用[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 101-105.

**Cite:** Jiang Bin, Qiu Ling, Liu Xiangdong, Du Dingyu, Li Xue, Li Ke, Chen Han. Application of solid deposition model to water flooding simulation in high pour point oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 101-105.

高凝油藏作为一种特殊的油藏类型,在不同注水温度下具有不同的渗流特征<sup>[1-3]</sup>,不仅对注水开发方案的编制提出了较高的要求,同时也对油藏数值模拟方法提出了挑战。而目前国内外对高凝油藏开发动态数值模拟的研究都是在油-水两相热采模型<sup>[4-7]</sup>基础上进行的,考虑的主要因素仅包括黏度随温度变化和相渗曲线随温度变化两方面。这种模拟方法忽略了固相沉积后渗透率场的变化<sup>[8,9]</sup>,而这一变化也在一定程度上影响了不同温度下相渗曲线的变化。尤其是当实验温度低于析蜡点时,束缚水饱和度下的油相渗透率值是析蜡温度以下的测量值<sup>[10,11]</sup>,驱替过程也是在蜡沉积后的岩心中完成,因此所获得的相渗曲线实际是岩心渗透率变化之后的结果。显然,储层渗透率随温度变化的影响不但

不应忽略,而且是数值模拟中不同温度相对渗透率赋值的基础。为了弥补两相热采模型的缺陷,笔者应用固相沉积模型,建立了油-水-固三相的热采数值模拟方法,进而实现了高凝油藏注水开发过程中黏度场、相对渗透率场以及渗透率场与温度场的同步模拟。

### 1 固相沉积理论模型

前人的研究表明物理堵塞<sup>[12-18]</sup>是蜡和沥青质等有机质沉积对储层造成伤害的主要机理。Kariznovi等<sup>[19]</sup>对这种沉积机理进行了数学描述:

$$\frac{\partial \epsilon_s}{\partial t} = \alpha S_L C_s \phi - \beta \epsilon_s (v_L - v_{cr}) + \gamma u_L S_L C_s \quad (1)$$

式中: $\alpha S_L C_s \phi$  为表观沉积量,1/h; $S_L$  为体系中液相饱

**基金项目:**国家重大科技专项(2011ZX05030-005)资助。

**第一作者及通信作者:**姜彬,男,1984年8月生,2007年毕业于西南石油大学石油工程专业,2010年获西南石油大学油气田开发工程专业硕士学位,现为中海油研究总院油藏工程师,主要从事海外油气田开发工作。Email:jiangbin@cnooc.com.cn

和度; $C_s$  为固相浓度; $\phi$  为孔隙度; $\beta\epsilon_s(v_L - v_{cr})$  为固相沉积后,又被携带到液相中参与流动的量,1/h; $v_L$  为液相孔隙流速, $v_L = u_L/\phi$ ,cm/h; $u_L$  为达西流速,cm/h; $v_{cr}$  为临界孔隙速度,cm/h; $\gamma u_L S_L C_s$  为固相沉积对喉道的堵塞速度,1/h; $\alpha$  为静态沉积系数,1/h; $\beta$  为携带系数,1/cm; $\gamma$  为堵塞系数,1/cm; $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$  均由实验拟合获得。

2 原油流体性质及拟组分划分

以国外高凝油 Kingfisher 油田为研究对象,原油取自井深为 2355.50 m,地面原油密度为 0.87 g/cm<sup>3</sup>,

地面原油黏度为 8.64 mPa·s;原油沥青质质量百分比为 0.60%,含蜡质量百分比为 29.6%;地面原油析蜡点为 71.1℃,地层原油析蜡点为 60.11℃,原油凝固点为 42.22℃。

高温气相色谱分析表明,C<sub>18</sub> 以上为蜡的主要组分。因此将该原油组分划分为 7 个拟组分(表 1),其中 COM 6 为温度降低引起蜡结晶的组分,其摩尔组成由 COM 5 中产生,COM 7 为 COM 6 中发生沉积的固相组分。初始 PVT 拟合时,可将这 3 个组分的性质视为相同。

表 1 模型中拟组分划分  
Table 1 Pseudo-components division in model

拟组分	COM 1	COM 2	COM 3	COM 4	COM 5	COM 6	COM 7
组分组成	C <sub>1</sub> + N <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> —C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub> —C <sub>17</sub>	C <sub>18</sub> +	FLOC	SOLID
摩尔百分比/%	28.4	2.9	16.2	23.6	28.9	0	0

注:FLOC 为 COM5 中结晶出的蜡组分;SOLID 为 FLOC 中发生沉积的组分。

3 固相沉积参数拟合

3.1 不同温度下的析蜡量

对于 Kingfisher 油田原油来说,沥青质含量仅为约 0.6%,因此蜡是形成固相沉积的主要组分,而蜡的析出则主要取决于温度。在原油差示热量扫描曲线的基础上,对不同温度下原油样品的析蜡量进行了计算<sup>[20]</sup>(图 1)。

3.2 蜡沉积实验拟合

固相沉积理论模型中的 3 个关键系数  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ ,可以通过对天然岩心中蜡沉积规律的实验拟合得到。图 2 为 40℃ 油驱油条件下的渗透率降低程度(对比渗透率为地层温度 85℃时的油相渗透率)和累积蜡沉积量随时间变化的关系曲线的拟合结果,拟合后获得不同温度下的各固相沉积参数见表 2。

其中静态沉积系数用于表征某一温度下,单位时

间内蜡的沉积比例。从表 2 中可以看出,随着实验温度的升高,其值呈降低趋势,即温度越高,单位时间内的沉积量越小,并在接近析蜡温度时,逐渐趋于稳定。

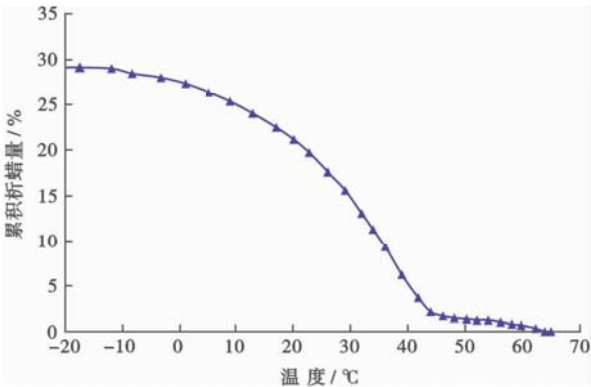


图 1 Kingfisher 油田原油析蜡量随温度变化

Fig. 1 Cumulative wax precipitation varied with temperature in Kingfisher oilfield

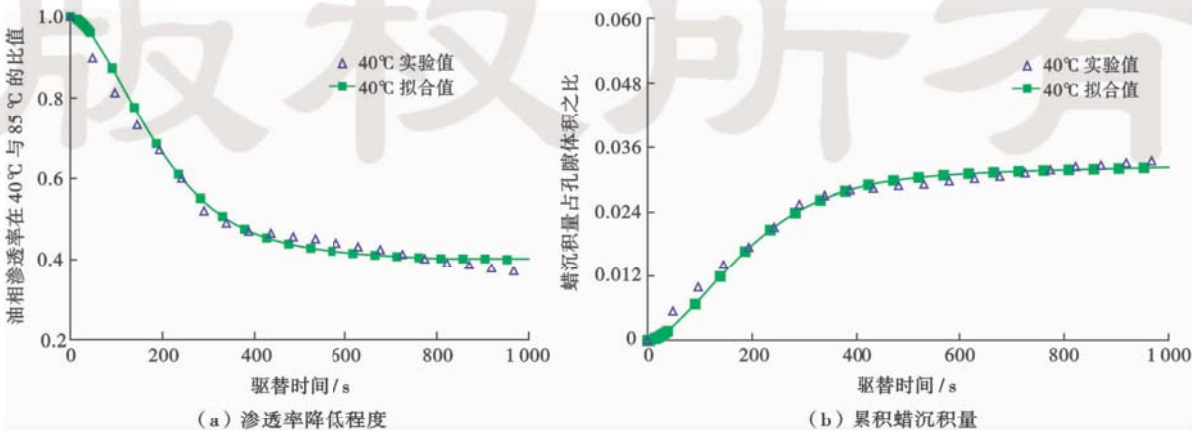


图 2 40℃ 油驱油条件下的实验拟合结果

Fig. 2 Experiment fitting results under the conditions of oil flooding at 40℃



表 2 岩心实验拟合不同温度下的固相沉积参数

Table 2 Solid deposition parameters of core experiment fitting results in different temperature

实验温度/ $^{\circ}\text{C}$	$\alpha/\text{h}^{-1}$	$\beta/\text{cm}^{-1}$	$v_{\text{cr}}/(\text{cm}\cdot\text{h}^{-1})$	$\gamma/\text{cm}^{-1}$
40	16	0.0007	25	0.065
45	16	0.0015	50	0.450
50	8	0.0015	50	0.410
55	6	0.0015	50	0.210
60	6	0	0	0.950

尽管如此,所析出的蜡并不会完全沉积不动,研究表明<sup>[19]</sup>,当驱替速率大于该温度下某一临界速度时,已经沉积的蜡将被重新携带进入液相体系中参与流动。 $\beta$ 就代表单位长度内,从沉积的蜡中重新携带的蜡的比例。从表 2 的趋势来看,沉积后蜡的携带比例呈“两边低、中间高”的特征。当温度接近凝固点  $42^{\circ}\text{C}$  时,可携带的蜡沉积量呈减小的趋势,说明温度越低,沉积的蜡越难流动;而当温度接近析蜡温度  $60^{\circ}\text{C}$  时,可携带的蜡量则由于该温度下蜡的总析出量的减少而同样表现为减小的趋势。

$\gamma$  是用于表征沉积的蜡对喉道堵塞程度的重要参数,从表 2 中可以看出,随着温度的升高,堵塞系数  $\gamma$  反而呈增大趋势,这表明当温度接近析蜡温度时,蜡的析出量虽然不多,但是沉积的蜡对局部喉道的堵塞将

对储层物性产生影响,且其为引起该温度下储层伤害的主要因素。而随着温度的降低,大量的蜡在孔隙中析出,沉积的蜡对孔隙大小的影响明显大于喉道堵塞的影响,因此  $\gamma$  呈减小趋势。

4 热采参数确定

与两相热采模型相同,原油黏-温曲线和相渗曲线是油藏数值模拟的基础参数,通过实验获得了 Kingfisher 油田地层条件下含气原油黏-温曲线及不同温度下相对渗透率等参数(图 3 和表 3)。

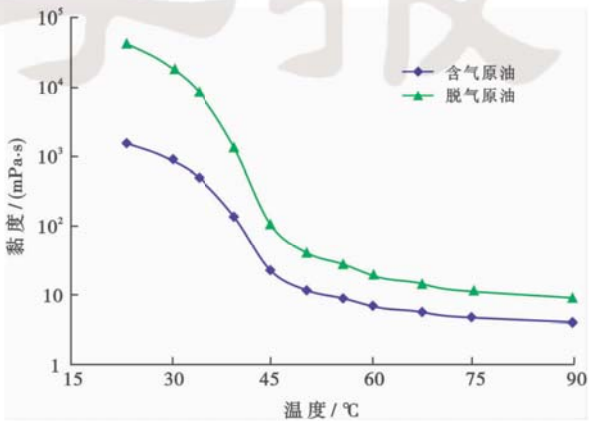


图 3 Kingfisher 油田含气原油与脱气原油黏-温曲线对比  
Fig. 3 Comparison of viscosity varied with temperature of dead oil and live oil in Kingfisher oilfield

表 3 Kingfisher 油田相对渗透率端点随温度变化

Table 3 Parameters of relative permeability varied with temperature in Kingfisher oilfield

岩心编号	实验温度/ $^{\circ}\text{C}$	原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	气测渗透率/ $\text{mD}$	束缚水饱和度	残余油饱和度	残余油饱和度下水相相对渗透率	驱油效率
1	85	4.5	1446.8	0.363	0.236	0.245	0.629
2	80	4.8	1475.8	0.363	0.252	0.187	0.604
3	70	5.5	1478.7	0.363	0.291	0.169	0.545
4	60	6.5	1527.3	0.349	0.383	0.143	0.410
5	50	11.0	1608.3	0.354	0.451	0.111	0.300

5 模拟效果

5.1 固相沉积指标的定量表征

动态模拟选择在三维均质的九点井网中进行。通过该井组在注水温度  $40^{\circ}\text{C}$  时 25 年后含油饱和度场、渗透率场、固相沉积和温度场的分布(图 4)可以看出,固相沉积区和渗透率降低区域与温度场分布区域基本一致。析蜡温度  $60^{\circ}\text{C}$  以上的区域,基本没有受到蜡沉积的伤害,而注水井周围半径约 110 m 的网格加密区受注水温度影响明显,也就是发生蜡沉积的主要区域,约占 700 m 注采井距的  $1/6\sim 1/7$ ,渗透率最低降为初始渗透率的约 40%。

5.2 与两相热采模型的冷采效果对比

除了可以实现对固相沉积的可视化定量表征外,

还进行了两相热采模型的动态指标对比。对比结果表明,若保持设计的注水压差  $2.5\text{ MPa}$  不变,采用固相沉积模型的  $40^{\circ}\text{C}$  水驱 25 年采出程度为 19.8%,比两相热采模型仍低 10.7%,且仅为  $80^{\circ}\text{C}$  热水驱时采出程度的 55%(图 5)。其主要原因是固相沉积模型中考虑了蜡沉积对储层渗透率的影响,进一步降低了注水井的注入能力。从图 6 中可以看出,两相热采模型中  $40^{\circ}\text{C}$  水驱注入能力约  $2.5\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ ,为  $80^{\circ}\text{C}$  水驱注入能力的  $1/3$ ,而固相沉积模型的注入能力在此基础上又进一步降低了 50%达到  $1.2\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ ,降低程度更大,说明两相热采模型中忽略的蜡沉积对储层渗透率的影响恰恰是对高凝油藏注水开发影响最大的因素,而这也是国内很多高凝油田注冷水开发过程中供液不足,注水压力高于设计压力的主要原因。

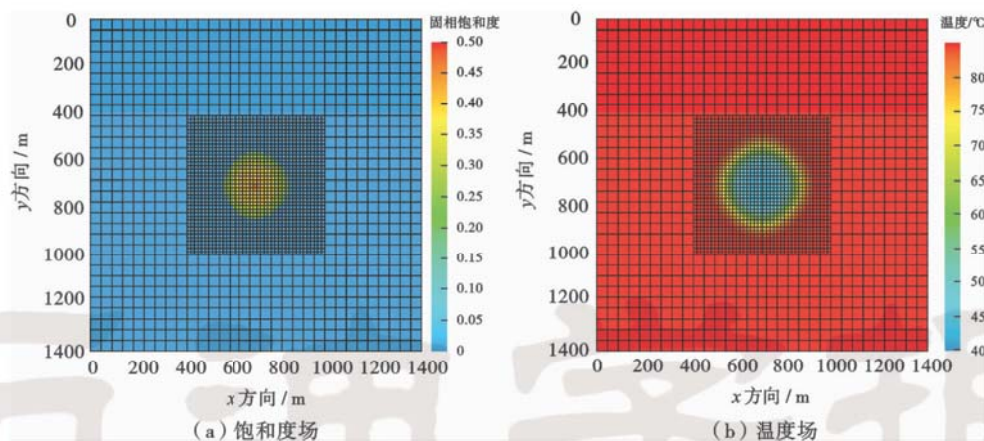


图 4 注水温度 40℃ 时 25 年后固相参数分布

Fig. 4 Distribution of oil solid deposition and temperature under the condition of 40℃ waterflooding after 25 years

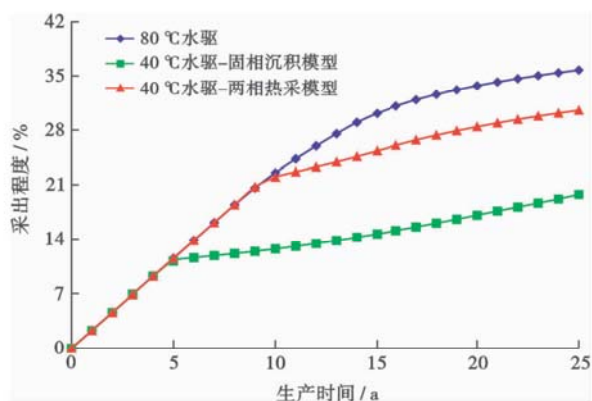


图 5 两相热采模型与固相沉积模型模拟效果对比

Fig. 5 Comparison of recovery between two-phase and three-phase thermal modeling

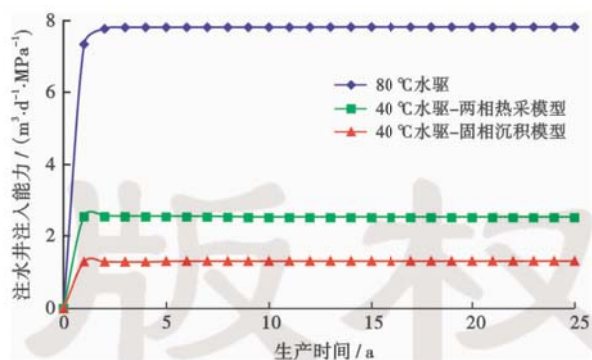


图 6 两相热采模型与固相沉积模型吸水指数对比

Fig. 6 Comparison of injectivity index between two-phase and three-phase thermal modeling

### 5.3 不同温度下注水开发效果对比

基于固相沉积模型模拟的不同注水温度的采出程度对比(图 7)所示,随着注水温度的升高,井网采出程度明显改善,尤其是当注水温度达到 60℃ 时,其相同注水压差下的水驱采出程度几乎接近 80℃ 水驱效果。

说明当注水温度接近地层原油析蜡温度 60℃ 时,油藏中原油的析蜡量和沉积量都十分微小,储层渗透率仅受到轻微伤害,而此温度下的原油黏度也在牛顿流体范围内变化,未发生明显改变,对驱油效率和采出程度的影响也较小。因此建议 Kingfisher 油田早期注水井井底温度应保持在 60℃ 以上。

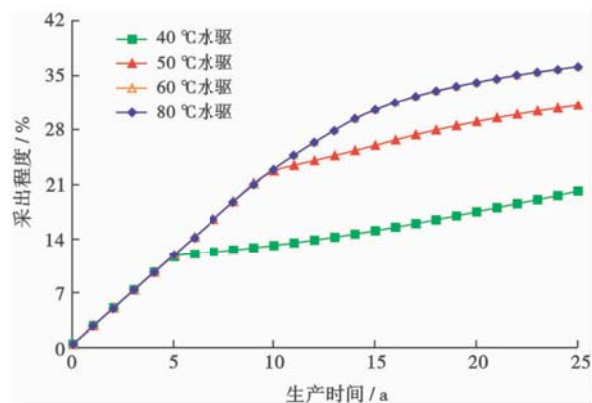


图 7 不同注水温度下生产 25 年采出程度对比

Fig. 7 Comparison of recovery with different temperature water flooding in 25 years

## 6 结 论

(1) 建立了油-水-固三相热采模型,实现了对高凝油藏模拟过程中固相沉积范围的定量表征,丰富了高凝油藏注水开发的数值模拟方法,同时也弥补了两相热采模型中无法表征储层渗透率伤害的缺陷。

(2) 考虑固相沉积对储层渗透率的降低是正确使用不同温度下相渗曲线的基础,也是高凝油藏注水开发过程中不能忽略的且影响最大的因素。

(3) 注入能力下降、供液不足是导致高凝油藏低温水驱采收率低的主要原因,为保证油田正常注入能力,建议油田早期注水井井底温度不应低于地层原油的析蜡温度。



## 参考文献

- [1] 刘翔鹏. 高凝油油藏开发模式[M]. 北京:石油工业出版社, 1997:1-113.  
Liu Xiang'e. The development models of high pour point oil reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997:1-113.
- [2] 田乃林, 张丽华, 范增安. 高凝油渗流特性的实验研究[J]. 断块油气田, 1996, 3(3): 34-36.  
Tian Nailin, Zhang Lihua, Fan Zeng'an. Laboratory study on permeating characteristics of high wax content and high pour point crude[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 1996, 3(3): 34-36.
- [3] 高金玉, 张方礼, 房桂珍. 静安堡油田高凝油油藏原油特性及影响因素的实验研究[J]. 特种油气藏, 1997, 4(3): 56-58.  
Gao Jinyu, Zhang Fangli, Fang Guizhen. Experimental study of crude properties and influence factors of high pour-point oil reservoir in Jing'anpu oil field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1997, 4(3): 56-58.
- [4] 李菊花, 凌建军. 热水驱开采高凝油数模研究[J]. 特种油气藏, 2000, 7(2): 25-27.  
Li Juhua, Ling Jianjun. Numerical simulation of high pour-point oil production with hot water flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2000, 7(2): 25-27.
- [5] 高永荣, 刘尚奇, 张霞. 沈84断块高凝油油藏开采方式模拟研究[J]. 特种油气藏, 1996, 3(2): 19-21.  
Gao Yongrong, Liu Shangqi, Zhang Xia. Simulation study of production scheme of high pour point crude in fault block Shen 84[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1996, 3(2): 19-21.
- [6] 赵刚, 马远乐, 牛金刚. 高凝油藏热采数值模拟研究[J]. 特种油气藏, 1995, 2(4): 16-21.  
Zhao Gang, Ma Yuanle, Niu Jingang. Study on numerical modeling of thermal recovery for high pour-point oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1995, 2(4): 16-21.
- [7] Wei Zhou, Tang Zhonghua, Orodu O D. Case study of the impact of cold and hot waterflooding performance by simulation and experiment of high pour point oil reservoir, Liaohe Oilfield, North-East China[R]. SPE 128873, 2010.
- [8] 姚凯, 姜汉桥, 党龙梅, 等. 高凝油油藏冷伤害机制[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(3): 96-98.  
Yao Kai, Jiang Hanqiao, Dang Longmei, et al. Mechanism of cooling damage to high pour-point oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(3): 96-98.
- [9] 田乃林, 冯积累, 任瑛, 等. 早期注冷水开发对高含蜡高凝固点油藏的冷伤害[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1997, 21(1): 42-45.  
Tian Nailin, Feng Jilei, Ren Ying, et al. Cooling damage of reservoir with high wax content and high pour point crude in early cooling injection oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1997, 21(1): 42-45.
- [10] 高明, 宋考平, 吴家文, 等. 高凝油油藏注水开发方式研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 32(2): 94-96.  
Gao Ming, Song Kaoping, Wu Jiawen, et al. Waterflooding strategy for high pour-point oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Edition of Natural Science, 2010, 32(2): 94-96.
- [11] 姚为英. 高凝油油藏注普通冷水开采的可行性[J]. 大庆石油学院学报, 2007, 31(4): 41-43.  
Yao Weiying. Feasibility of high pour point oil reservoir by ordinary cold water injection[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2007, 31(4): 41-43.
- [12] Leontaritis K J. Asphaltene near-wellbore formation damage modeling[R]. SPE 39446, 1998.
- [13] Ring J N, Wattenbarger R A, Keating J F, et al. Simulation of paraffin deposition in reservoirs[R]. SPE 24069, 1994.
- [14] Civan F. Formation damage mechanisms and their phenomenological modeling- an overview[R]. SPE 107857, 2007.
- [15] Nabzar L, Aguilera M E, Rajoub Y. Experimental study on asphaltene-induced formation damage[R]. SPE 93062, 2005.
- [16] Tung N P, van Vuong N, Long B Q K, et al. Studying the mechanism of magnetic field influence on paraffin crude oil viscosity and wax deposition reductions[R]. SPE 68749, 2001.
- [17] Alizaden N, Manshad A K, Fadili A, et al. Simulating the permeability reduction due to asphaltene deposition in porous media[R]. IPTC 13262, 2009.
- [18] Kohse B F, Nghiem L X. Modeling asphaltene precipitation and deposition in a compositional reservoir simulator [R]. SPE 89437, 2004.
- [19] Kariznovi M, Nourozieh H, Jamialahamadi M, et al. Optimization of asphaltene deposition and adsorption parameter in porous media by using genetic algorithm and direct search[R]. SPE 114037, 2008.
- [20] 黄启玉, 张劲军, 高学峰, 等. 大庆原油蜡沉积规律研究[J]. 石油学报, 2006, 27(4): 125-129.  
Huang Qiyu, Zhang Jinjun, Gao Xuefeng, et al. Study on wax deposition of Daqing crude oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 125-129.

(收稿日期 2014-06-06 改回日期 2014-09-09 编辑 王培玺)